



Grupo de Estudo de Análise e Técnicas de Sistemas de Potência-GAT

Desempenho do Sistema de Transmissão e Distribuição devido a Geração Solar Fotovoltaica em Larga-Escala : Estabilidade x Controle de Tensão

**HELIO VALGAS(1); ROBERTO GIUDICE(1); CARLOS FRANÇA(1);
PEDRO VAQUER(2); FERNANDO PERAL(2); ROBERTO DEVIENNE(2);
ENERGY CHOICE(1); SOLATIO ENERGIA(2);**

RESUMO

Este artigo foca suas análises na investigação dos principais impactos da geração solar fotovoltaica, UFV, sobre o desempenho do sistema de potência existente, levando em consideração os diferentes níveis de penetração nas redes de transmissão e distribuição. Modelos de energia solar fotovoltaica de regime permanente são considerados em grandes empreendimentos centralizados com capacidades de regulação de tensão, avaliando-se as tensões e o desempenho de controle de potência reativa, com atenção especial à Estabilidade x Controle de Tensão. Por outro lado, este trabalho não abrange o desempenho da geração solar fotovoltaica distribuída (D-UFV), uma vez que, geralmente, elas não possuem controle automático de tensão habilitado. Artigo, (1), apresenta uma análise detalhada do efeito D-UFV do ponto de vista de "capacidade de carga do sistema" e "estabilidade de tensão".

PALAVRAS-CHAVE

geração solar fotovoltaica; modelos solares fotovoltaicos; estabilidade eletromecânica; estabilidade de tensão.

1.0 - INTRODUÇÃO

Do ponto de vista estratégico, o Brasil (particularmente as regiões Noroeste e Norte de Minas Gerais) tem enormes áreas naturais disponíveis - bem localizadas em relação aos centros de carga com níveis de irradiação solar iguais ou superiores a 2.000 kWh / m².ano. Este território favorável é parte de um eixo Nordeste-Sudoeste na região central do Brasil (ao longo do Vale do São Francisco), com terras avaliadas a preços competitivos (devido à sua baixa ocupação e limitada exploração agrícola). Reconhecendo suas vantagens, mas também as dificuldades decorrentes do surgimento simultâneo das explorações eólica e solar, os planejadores e agências governamentais, estudaram e disponibilizaram os meios para incentivar o uso de tecnologias solares e eólicas, como uma primeira etapa, para que possam contribuir para o objetivo nacional de desenvolvimento econômico ótimo, baseado na sustentabilidade, de fontes de energia. Em (14), é apresentado o estado da arte em projetos de geração de energia fotovoltaica no Brasil. Entre os instrumentos disponíveis, figuram modelos de contratação de energia (através de leilões públicos de energia); Financiamento de longo prazo e ofertas de taxa premium de acordo com a aplicação e/ou uso da tecnologia. Para fornecer uma solução de longo prazo, o Ministério de Minas e Energia (MME), a Agência Reguladora (ANEEL) e a Empresa Nacional de Planejamento (EPE) desenvolveram um plano substancial de reforços, cobrindo a parte principal da região (já em implementação), e também possíveis ações e propostas para reduzir as limitações de conexão existentes e facilitar o acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de eletricidade por geradores fotovoltaicos (e eólicos). Desde 2010, a "Energy Choice" e a "Solatio Energia" vêm avaliando o potencial solarimétrico, principalmente da região norte do Estado de Minas Gerais, para identificar os locais mais viáveis e atrativos para a instalação de parques solares fotovoltaicos, incluindo estudos para permitir a conexão elétrica dessas usinas aos sistemas existentes de transmissão e/ou distribuição. Como resultado, cerca de 500 MW já foram conectados à rede elétrica de transmissão e distribuição local. Um montante em torno de 2,0 GW, até o momento, está sendo planejado para as subestações 500/345/138 kV,

que pertencem à rede de transmissão do Sistema Interligado Nacional - SIN. Todas essas plantas instaladas tiveram que cumprir seu correspondente "Parecer de Acesso", que consiste em um conjunto de estudos elétricos especificados, bem como os testes de desempenho operacional, todos exigidos pelo ONS, em conformidade aos "Procedimentos de Rede". Os estudos compreendem as avaliações de estado permanente (fluxo carga, curto-circuito) e avaliação da estabilidade transitória (tensão e controle de potência reativa), além da análise da qualidade energética (harmônicos) considerando a inserção de cada usina fotovoltaica nas redes existentes. Artigos, (2;3), apresentam uma análise detalhada dos requisitos técnicos pelo ONS para conectar usinas eólicas ao Sistema Interligado Nacional, SIN, que também são aplicáveis a usinas fotovoltaicas. Com base nos requisitos do Planejamento Operacional, o uso de serviços ancilares pelas usinas de geração fotovoltaica de larga escala deve ser verificado levando em consideração os possíveis benefícios de se investir em FACTS (Flexible AC Transmission Systems) ou em DSRs (Distributed Series Reactors; D-FACTS), contemplando situações de controle de tensão em estado permanente e estabilidade, bem como controle de potência reativa e/ou fator de potência. Essas avaliações revelam um significado particular e são especialmente importantes, no caso de redes elétricas fracas com consumidores industriais altamente concentrados. Artigo, (4), apresenta uma análise detalhada do desempenho do sistema FACTS e D-FACTS demandado pelo Planejamento da Expansão da Transmissão com o aumento das fontes de energia renováveis (RES - Renewable Energy Sources). Os controles do inversor de usinas fotovoltaicas não fornecem amortecimento adicional, tanto quanto o PSS (Power System Stabilizer), (5;6;7). Apesar deste fato, é possível obter torques de sincronização significativos como contribuição para a operação e controle da estabilidade transitória. Na conclusão dos estudos elétricos, estarão disponíveis as informações necessárias para a operação, os requisitos de configuração e quaisquer restrições técnicas dos equipamentos e, mais importante, a UFV, com conexão adequada, e o sistema de Transmissão ou Distribuição, e vice-versa. asseguradas, que correspondem a atender os requisitos e exigências do "Parecer de Acesso" em relação às suas Normas Técnicas e Procedimentos de Rede (ONS).



FIGURA 1 – Irradiação Solar - Brazil



FIGURA 2 – Irradiação Solar - Minas Gerais



FIGURA 3 – Projetos para “leilões de energia”

O SIN “Sistema Interligado Nacional” tem magnitude continental, com grandes hidropresas concentradas longe dos centros de carga, associadas a troncos e linhas de transmissão longa, cujos dados principais podem ser vistos nos dados da Figura 4, 2017. Segundo (8), a capacidade instalada de geração supera 142.000 MW e o comprimento das linhas de transmissão, a partir de 230 kV e acima, ultrapassa 130.000 km. A integração e interligação da geração hidrelétrica situada em diferentes bacias fluviais e cachoeiras, principalmente em áreas muito distantes, com diferentes regimes hidrológicos, é realizada por linhas de transmissão muito longas, o que transforma a programação de geração e a operação do sistema de transmissão, para atender os centros de carga, em um desafio complexo. Quando a geração não síncrona é adicionada a este sistema, as incertezas aumentam substancialmente e a complexidade torna-se maior, exigindo transformações nos processos e ferramentas de operação do sistema. Não há dúvida de que a crescente participação de “RES” implica em um desafio contínuo de complexidade devido à integração e coordenação de geração síncrona e não-síncrona, armazenamento de água, geração distribuída e microrredes, bem como distribuição de inteligência (redes inteligentes) e uma quantidade imprevisível de crescimento de agentes (“prosumagers”) de mercado.

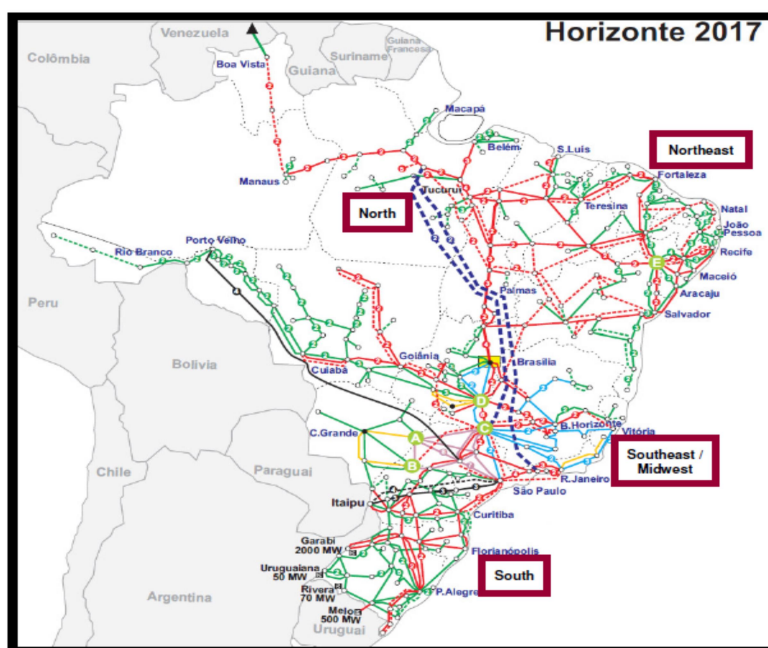


FIGURA 4 – SIN – Sistema Interligado Nacional ([8])

Uma das regiões mais favoráveis do Brasil para a implementação de UFVs, tem, atualmente, um sistema de transmissão que não foi planejado, originalmente, para a conexão de tais instalações (Figura 5). Assim, um alto intercâmbio (MW) das regiões Norte / Nordeste (NO / NE) para as regiões Sudeste / Centro-Oeste (SE / CO) do Brasil, provoca altas transferências de energia, influenciando a área da subestação Pirapora 2, e sobrecargas inadmissíveis podem ocorrer, no caso de uma única contingência de uma linha de transmissão de 345 kV - mesmo sem a instalação de qualquer UFV.

Este problema poderia causar “colapso de tensão” da rede de 138 kV devido à sobrecargas, cuja propagação afeta o desempenho e a confiabilidade do serviço da rede elétrica de toda a Região. Com a operação comercial das UFVs de Pirapora e Vazante, com injeção de até 321 MW no barramento de 138 kV da subestação Pirapora 2, o fluxo (MW) das regiões NO / NE para as regiões SE / CO do Brasil pode ser reduzido, ampliando as margens de capacidade entre os dois sistemas, minimizando a probabilidade de ocorrências com sobrecargas. Fica claro que o nível das tensões de barramento e de carregamento de linhas, nessa área, é fortemente influenciado pelos intercâmbios entre os sistemas regionais do país, bem como pelos consumidores industriais locais conectados à rede de 138 kV, bem como o despacho de geração de algumas usinas hidrelétricas conectadas à rede de 345 kV. As UFVs podem fornecer uma solução parcial para essas limitações, sejam elas dimensionadas em conformidade com as capacidades do sistema de transmissão, tendo em mente que a capacidade do sistema limita o tamanho da UFV, que a rede local é capaz de absorver. Como consequência direta, a expansão do sistema de transmissão deve ser planejada e implementada para permitir a mudança de uma área de carga tradicional para uma área de geração (exportação) baseada em usinas solares locais. O primeiro plano de reforço, que já foi desenvolvido e já está em fase de implementação, será seguido por um segundo maior, ambos cobrindo as possibilidades de crescimento de instalações renováveis nesta região. Esses planos de expansão levam ao ajuste do cronograma da implementação das UFVs, já que seu tempo de execução é menor do que o das instalações de expansão de transmissão. A Figura 5 (linhas verdes), mostra o primeiro plano de reforço de expansão do sistema de transmissão regional e as (linhas tracejadas vermelhas), também na Figura 5, representam o segundo plano de expansão de transmissão (cujo principal objetivo é fornecer uma nova estrutura de transmissão inter-regional). Os dois planos, aplicados nas regiões referidas, resultam em benefícios distribuídos por amplas áreas de influência. A

Figura 6 ilustra o “layout” das UFVs de Pirapora e Vazante e sua conexão com a subestação Pirapora 2 500/345/138 kV.

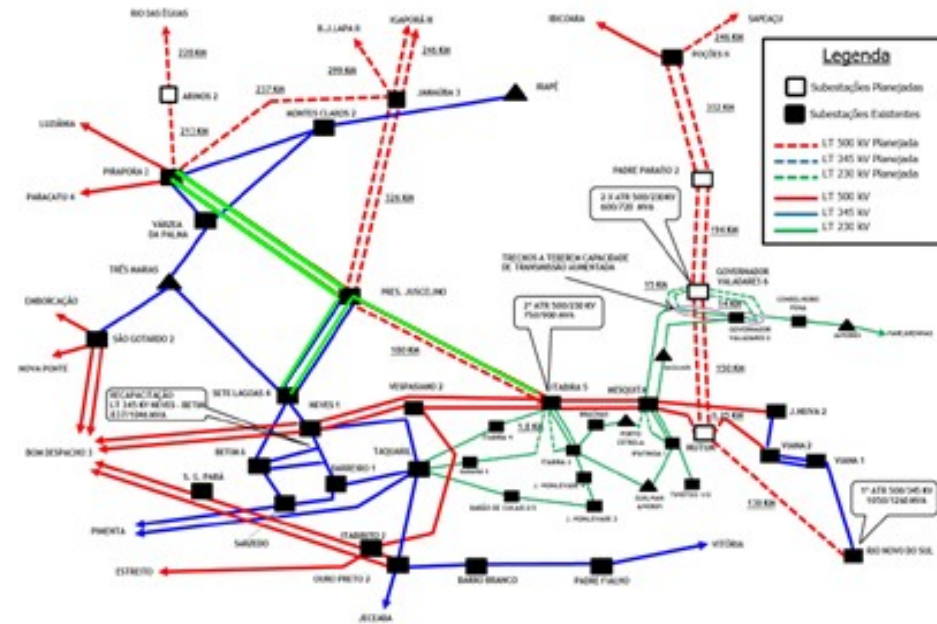


FIGURA 5 – SIN Regional – Plano de Expansão

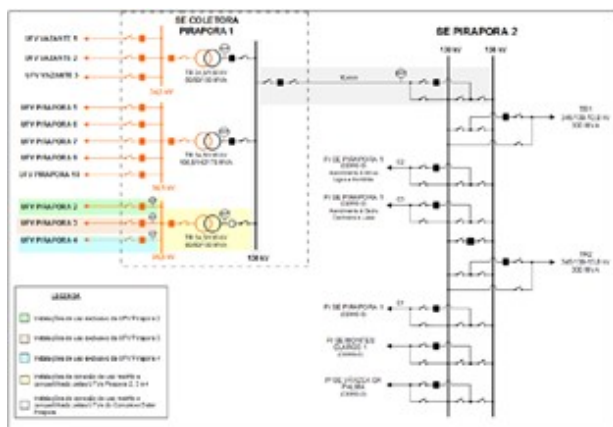


FIGURA 6a – Diagrama Unifilar Básico– Conexão de UFVs na SE Pirapora 2

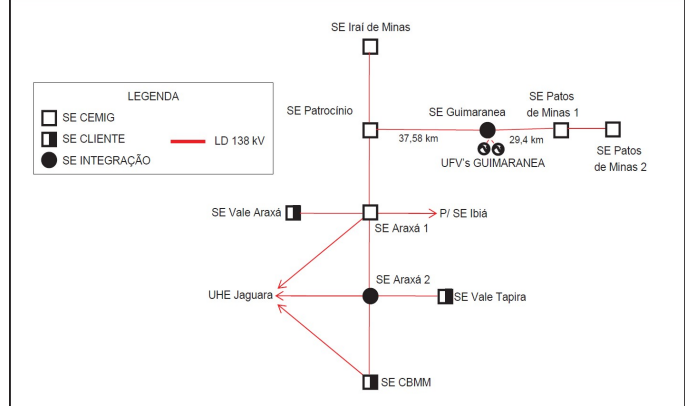


FIGURA 6b – Diagrama Unifilar Básico– Conexão de UFVs na Rede de 138 kV

1.1. Modelagem de Regime Permanente e Dinâmica dos Inversores

Na condição operacional, os inversores podem ser representados como uma fonte de tensão controlada ou por uma fonte de corrente controlada. Apesar disso, o controle de rastreamento do ponto de potência máxima (MPPT) não é representado, porque esse controle regula a tensão para o valor desejado, sem que nenhuma peça móvel seja empregada neste processo. Assim, a resposta MPPT pode ser considerada instantânea para estudos de estabilidade eletromecânica do sistema. Para os estudos de regime permanente (09), considera-se que os inversores da UFV podem ser modelados como geradores fotovoltaicos constantes, para simular seu desempenho. Para os estudos transitórios (10), considera-se que a fonte de corrente controlada simula o desempenho do inversor, incluindo seus controles de tensão e potência ativa/reactiva (funções de transferência + parâmetros). Para os mesmos estudos, os modelos PV “proprietários”, fornecidos no formato CDU (Controlador-Desenvolvido-Usuário) - apresentados em (11), são adaptados para controle de tensão / reativo e potência ativa para as UFVs. O Controle de Potência Ativa possui dois modos de operação, controle de potência ativa constante (Pref) e controle de potência ativa com queda de frequência (Pord1). Por outro lado, o Controle de Potência Reativa possui três modos de operação : Controle de Tensão (Qord), Controle de Potência Reativa Constante (Qref) e Controle de Fator de Potência Constante (Qpf). Para o "Parecer de Acesso", utiliza-se o modo de Controle de Tensão e controle constante de potência ativa.

1.2. Requerimentos Técnicos e Procedimentos de Rede - ONS

Os Requisitos Técnicos, estabelecidos pelo ONS, para aprovar o "Parecer de Acesso" e para garantir a operação segura e confiável do Sistema Elétrico são descritos em detalhes em (2;3). Estes requisitos consideram os seguintes aspectos principais e específicos:

- Operação fora da frequência nominal e fora da tensão nominal;
- Capacidade de Potência Reativa no PCC (ponto de acoplamento comum);
- Capacidade de geração e absorção de potência reativa; condições de tensão nominal on-off;
- "Low and High Voltage Ride Through Fault Capability";
- Injeção de corrente reativa adicional durante curto-circuitos;

Dentre os estudos elétricos (Fluxo de Carga, Curto-Circuito, Estabilidade Eletromecânica), requeridos pelo ONS, Procedimentos de Rede, para aprovação do "Parecer de Acesso", também destacam-se os estudos de QEE- Qualidade de Energia (harmônicos, flicker). Esses estudos não são abordados nesse artigo em virtude do foco especial e particular à "Estabilidade x Controle de Tensão". As informações, dados, premissas e requerimentos detalhados, para esses estudos de QEE, podem ser obtidos em (12).

2. ESTUDOS ELÉTRICOS – RESULTADOS E DESEMPENHO DAS UFVs

Os estudos elétricos, descritos a seguir, determinam as informações necessárias para a operação e definição de requisitos e restrições técnicas de equipamentos que compõem a conexão de usinas de energia solar fotovoltaica, para atender aos requisitos e demandas das Normas Técnicas Brasileiras (Procedimentos de Rede - ONS).

2.1. Fluxo de Potência – Regime Permanente

Esse estudo foi desenvolvido com as UFVs Pirapora 2, 3 e 4 (90 MW), Pirapora 5, 6, 7, 9 e 10 (150 MW) e Vazante 1, 2 e 3 (81 MW), (Figura 6), compartilhando a mesma conexão em um "bay" de 138 kV da subestação Pirapora 2.

2.1.1. UFVs Pirapora e Vazante–Impactos na Transmissão

A partir dos resultados das simulações, verificou-se que o desempenho e adequação do sistema de potência, sob condições de regime permanente e emergência, é satisfatório, o que valida a conexão dos dois grupos de UFVs - Pirapora e Vazante. Não foram observados problemas em relação a qualquer efeito "negativo" de sub / sobretensão, sub / sobrefrequência, tensões e perdas elétricas;

- No entanto, na condição operativa estudada, da perda de uma linha de transmissão de 345 kV, mesmo sem as UFVs conectadas ao barramento de 138 kV da subestação Pirapora 2, decorrem restrições de carga em algumas linhas de distribuição locais de 138 kV, mitigadas pelo início da operação do primeiro plano de expansão (Figura 5, linhas verdes). Enquanto a condição operacional persistir, um esquema de rejeição de geração aplicado às UFV de Pirapora e Vazante pode ser necessário para minimizar ou mitigar a eventual sobrecarga. A desconexão das UFVs de 321 MW, se necessária, não causa nenhum impacto na subestação de Pirapora 2. Além disso, a implementação do Plano de Expansão da Transmissão permitirá o aumento de intercâmbios seguros (MW) entre as subestações e a nova geração fotovoltaica.

2.1.2. UFVs Pirapora e Vazante – Estabilidade de Tensão

Considerando um sistema degradado, em regime permanente (uma LT de 345kV fora de serviço), a contingência individual mais severa, foi analisada a estabilidade de tensão, correspondente ao despacho fotovoltaico máximo (321 MW) das UFVs de Pirapora e Vazante, que pode ser visto no gráfico a seguir:

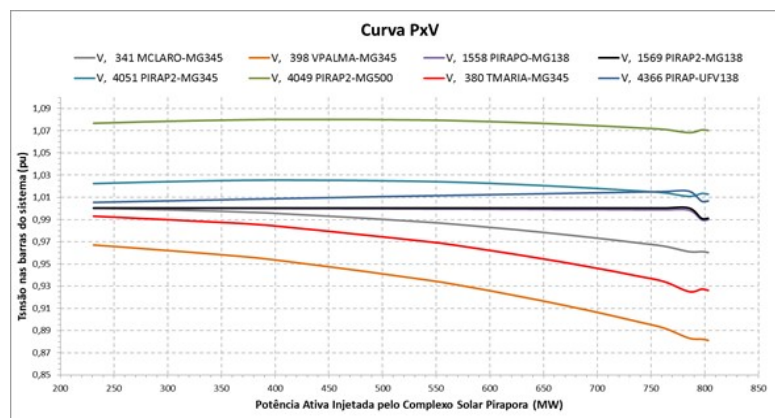


FIGURA 7 - Curva PxV – Verão 2018/2019 – Carga Média – LT 345 kV “fora-de-serviço”

- O limite de estabilidade de tensão, estabelecido pelo ONS (90%) é atingido apenas para injeções de potência superiores a 700 MW. Isso significa que o ponto de operação de 321 MW, com fator de potência unitário, corresponde a 46% do limite de estabilidade de tensão, com o sistema degradado.

2.1.3. UFVs Pirapora e Vazante – FP 0,95 IND//0,95 CAP

A partir dos resultados dessas análises, o desempenho do sistema elétrico, em regime permanente, é satisfatório, visando determinar a geração / absorção de energia reativa para atender aos procedimentos técnicos mínimos exigidos pelo ONS;

Para essas análises, as Curvas de Capacidade dos Inversores, conforme as Figuras seguintes, foram montadas a partir dos dados técnicos fornecidos pelo fabricante.

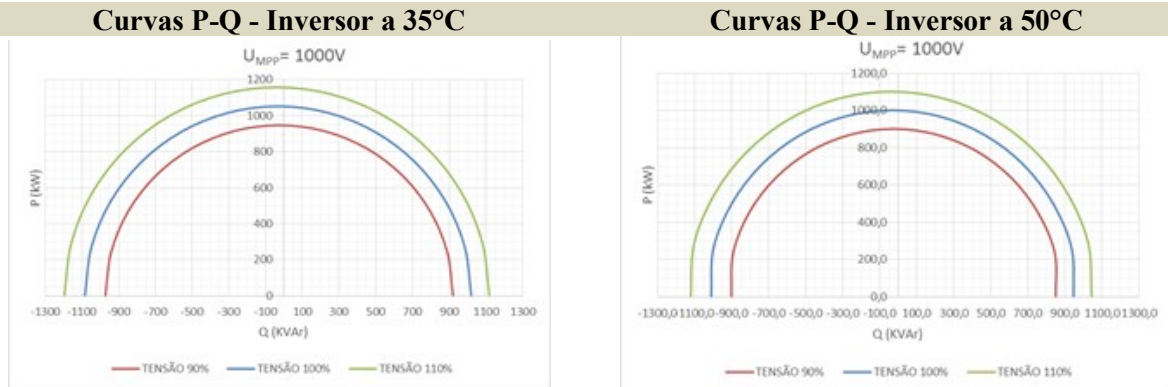


FIGURA 8 – Curvas P-Q – Inversor a 90/100/110 % de Tensão

De acordo com as curvas da Figura 8, em condições normais de operação (30.0 MWca cada UFV, 1.000 kWca cada inversor) com tensão nominal (1.00 pu) e temperatura de 35 °C, cada UFV pode operar com fator de potência entre 0,95 indutivo e 0,95 capacitivo, isto é, capaz de absorver / gerar um total em torno de -9,86Mvar / + 9,86Mvar (-328,7kvar / + 328,7 kvar, por inversor), para tensão entre 0,90 pu e 1,10 pu.

A tabela abaixo apresenta os resultados finais das análises de fator de potência de 0,95 IND / 0,95 CAP:

AJUSTE DO FP NO PONTO DE CONEXÃO DE 0,95 INDUTIVO A 0,95 CAPACITIVO																	
CASO: ONS * PAR 2017-2019 * INVERNO 2018 PESADA *																	
CB	UFV's PIRAPORA 5, 6, 7, 9 e 10				UFV's VAZANTE 1, 2 e 3				UFV's PIRAPORA 2, 3 e 4				PONTO DE CONEXÃO				
	GERAÇÃO: 150 MW				GERAÇÃO: 81 MW				GERAÇÃO: 90 MW				P MW	Q MVar	S MVA	FP	
	TEN. (1)	Q MVar	FP	SHUNT (2)	TEN. (1)	Q MVar	FP	SHUNT (2)	TEN. (1)	Q MVar	FP	SHUNT (2)					
IND	0,995	-16,7	0,99		0,995	-13,8	0,99		0,995	-16,4	0,98		315,5	-107,3	333,2	0,95	IND
CAP	1,025	55,7	0,94	47,8	1,035	32,4	0,93		1,037	37,2	0,92		315,3	103,0	331,7	0,95	CAP

OBS.: (1): Tensão solicitada nas barras PV 550V em pu. (2): Compensação reativa no 34,5kV em MVar.
 (3): Limite de geração de reativo para 1pu de tensão. (4): Limite de geração de reativo conforme curva PQ.
 (5): Banco de capacitores. (6): Banco de Capacitores + filtros de harmônicos

TABELA 1 – FP 0,95 IND//0,95 CAP - Resultados

- Na tabela 1, para o lado indutivo, os UFVs têm condição de ajuste total de FP 0,95, utilizando apenas a capacidade de absorção de potência reativa dos inversores, controlando a tensão no barramento fotovoltaico (550 V). Não é necessário utilizar um reator de derivação para obter FP 0,95 IND, no PCC.
- Por outro lado, a Tabela 1 mostra também que, para o lado capacitivo, as UFVs não possuem condição completa para ajustar FP 0,95, utilizando apenas a capacidade de geração de energia reativa dos inversores, através do controle de tensão no barramento fotovoltaico (550 V). É necessário utilizar um capacitor em derivação (48Mvar-138kV), adicionalmente, para obter FP 0,95 CAP, no PCC.
- Além disso, é necessário ajustar o barramento fotovoltaico (550 V) acima de 1,0 pu (faixa de 1,025-1,037 pu) para obter 128 Mvar (dos inversores), que corresponde a 118% da capacidade nominal de cada UFV (108 Mvar a 1,0 pu). Todos esses valores de acordo com as curvas de capacidade, Figura 8.

2.1.4. UFVs Pirapora e Vazante – Condição Operativa "Q-at-Night"

As simulações realizadas indicam a injeção de até 11,0 MVar no ponto de conexão (PCC), compartilhado pelas UFVs de Pirapora e Vazante, sob a condição de que não haja produção de energia ativa. Para cancelar o efeito capacitivo no PCC, indica-se a necessidade de utilização de reatores de derivação, conforme tabela a seguir, ou a função inversora "Q-at-Night".

Condição "Q-AT-NIGHT"	PCC Potência Reativa (Mvar)		"REATOR SHUNT" (Mvar)			
			BARRA 34,5 KV			Barra 138 kV
			PIRAPORA 5, 6, 7, 9 e 10	VAZANTE 1, 2 e 3	PIRAPORA 2, 3 e 4	
Inversores	11,00	CAP	-5,18	-2,81	-3,11	-11,20

TABELA 2 – "Q-at-Night" – Resultados

- A função "Q-at-Night" pode ser habilitada através do sistema SCADA, que permite que cada inversor selecionado absorva até 1,0 Mvar sem potência ativa). Neste modo de operação, o consumo do inversor é em torno de 22,0 kW (2,2% da potência nominal), devido às perdas elétricas de "gatilhamento" mais 0,7 kW com a operação de stand-by do inversor.
- Na condição "Q-at-Night", esta função pode ser habilitada em todos os 11 inversores Pirapora e Vazante, com capacidade de absorver até 11,0 Mvar e um consumo total de cerca de 250 kW.
- Do ponto de vista puramente técnico e operacional, ambas as soluções (reator "shunt" ou função "Q-at-Night") atendem aos requisitos do ONS.
- Considerando o custo de compra de energia da rede interligada, em "Q-at-Night", em torno de US\$95.00 / MWh, impostos incluídos, (preço de 2015); considerando 12 horas / noite, 365 noites / ano, o consumo de inversores é de cerca de 1,1 GWh / ano. Assim, o custo anual da operação "Q-at-Night" está em torno de US\$104.500,00 (primeiro ano). Para operação comercial das UFVs, durante 20 (vinte) anos, com o mencionado custo de compra de energia (sem correção de preço), esse custo acumulado pode chegar a cerca de US\$2.000.000,00 para a operação "vintage Q-at-Night".
- Então, o que seria melhor nessa condição operativa? Para a decisão, deve-se levar em conta o custo de um reator de derivação, mais os custos do O & M, controle / proteção, "bay" de 138 kV da conexão, custo dos serviços de instalação e assim por diante. Em seguida, a análise econômico-financeira compararia os diferentes custos de operação "Q-at-Night" com relação ao retorno do investimento, para a alternativa de instalação do reator de derivação. Essa avaliação específica e precisa será objeto de outra publicação/artigo.

2.2. Curto-Circuito - Resultados

O estudo realizou análises de correntes de curto-circuito, verificando o impacto no sistema, as variações nos níveis de curto-circuito, os níveis de curto-circuito trifásico e monofásico nos barramentos próximos ao ponto de falha, relação X / R dos diversos pontos estratégicos mais próximos das UFVs.

2.2.1. UFVs Pirapora e Vazante – Curto-Circuito – Impacto na Transmissão

- Como critério de simulação, considera-se que, durante os curtos-circuitos, as usinas fotovoltaicas contribuem apenas com correntes de seqüência positiva, mesmo em faltas desequilibradas. Ou seja, elas se comportam como fontes de corrente de seqüência positiva;
- A corrente de curto-circuito injetada na rede pela UFV é limitada à capacidade de sobrecarga transitória do inversor. Existe um limite máximo de corrente que pode ser injetado (o valor típico de 130% da corrente nominal é usado), por um período de tempo menor que 50ms;
- A partir dos resultados das simulações de curto-circuito, verifica-se que o maior aumento nos níveis de curto-circuito nas subestações foi registrado no barramento de 138 kV de Pirapora 2, sendo inferior a 5% para os trifásicos e monofásicos. Não houve problemas de superação das capacidades dos disjuntores.

2.3. UFVs Guimarães – Impacto na Distribuição

A conexão das UFVs Guimarães 1 e 2 (62 MW) foi avaliada na rede de 138 kV da concessionária de distribuição, através da subestação coletora, pelo seccionamento de uma linha de distribuição de 138 kV. A partir dos resultados das simulações, pode-se concluir que o desempenho do sistema elétrico, em regime permanente e transitório, é satisfatório, sendo a conexão das UFVs Guimarães aprovada no "Parecer de Acesso". O limite de estabilidade de tensão (90%) é alcançado para injeções de potência acima de 210 MW. Assim, o ponto de operação para as UFVs (62 MW), com fator de potência unitário, corresponde a aproximadamente 30% do limite de estabilidade de tensão com o sistema integrado.

- Para o lado indutivo, as UFVs têm condição total para ajustar FP 0,95, não sendo necessário usar o " reator de derivação " no PCC. Para o lado capacitivo, as UFVs não possuem condição plena para ajustar FP 0,90 (Requisito da Distribuidora), utilizando apenas a capacidade de geração de energia reativa dos inversores.
- Sendo necessário utilizar um " capacitor shunt ", adicionalmente, em torno de 10 MVAR, para ser conectado no barramento de 34,5 kV. Para ajustar FP = 0,95 CAP, o " capacitor em derivação " não é necessário.
- A função do inversor "Q-at-Night" pode ser ativada através do sistema SCADA, que permite que cada inversor selecionado absorva até 1,0 Mvar sem gerar potência ativa. Na condição "Q-at-Night", esta função pode ser habilitada em 2 inversores das UFVs Guimarania, com capacidade para absorver até 2,0 Mvar.
- Tanto os resultados de Curto-circuito quanto de Estabilidade Eletromecânica apresentaram-se satisfatórios.

2.4. Sistema de Controle do Inversor – Modelagem Analógica e Desempenho

Para avaliação e validação dos controles de tensão e potência (desempenho do inversor), as funções e parâmetros de transferência desses sistemas de controle foram modelados e testados. Através dos testes de perturbação, (pequenos distúrbios) nas referências de potência e tensão dos respectivos sistemas de controle, pode-se observar que a modelagem apresenta resultados consistentes, satisfatórios e robustos.

2.5. Estabilidade Transitória (Eletromecânica) – Análise e Resultados

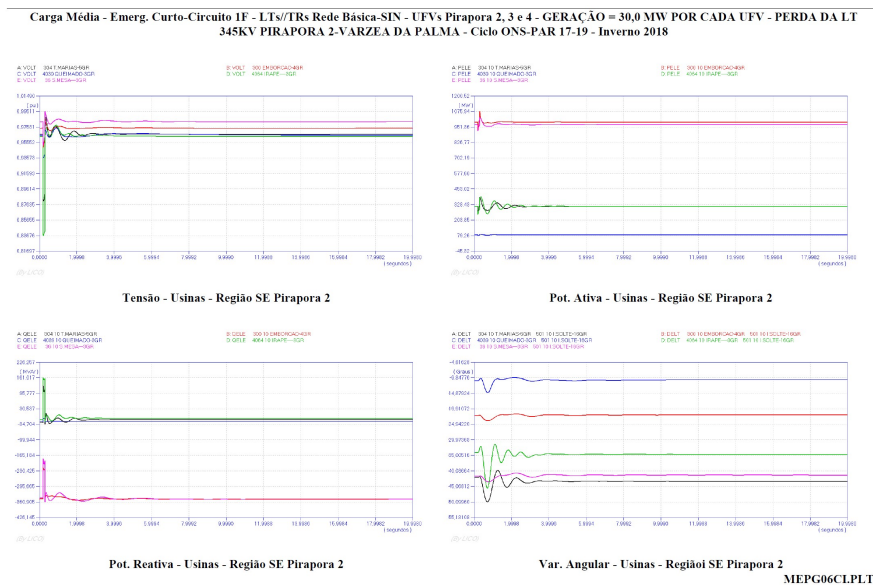


FIGURA 9 – Curvas P-Q-V-u – Estabilidade

Simulações de vários casos de estabilidade transitória do sistema foram realizadas, pela aplicação de faltas monofásicas ou trifásicas nas linhas de transmissão ou distribuição próximas às UFVs e para algumas condições definidas nos estudos de fluxo de potência, avaliando a estabilidade das plantas / sistema bem como a avaliação de características (tipo, faixa de ajustes de parâmetros, etc.) para os sistemas de controle. Os resultados demonstram que o desempenho transitório é altamente satisfatório, confirmando que a modelagem de sistemas de controle de tensão e potência ativa/reactiva também apresenta resultados consistentes para curtos-circuitos (grandes perturbações). Os requisitos para injeção de corrente reativa sob falha (curto-circuito) foram também validados. Apesar do fato de que os controles dos Inversores das UFVs não fornecem amortecimento adicional (não há inércia), tanto quanto o PSS (Power System Stabilizer), (5;6;7), é possível obter torques de sincronização relevantes na contribuição para operação e controle da estabilidade transitória.

A potência de transferência entre dois nós elétricos pode ser descrita pela seguinte equação :

$$P=(E.V/X).\sin (\omega), \text{ onde : } P=\text{potência transferida do nó A para nó B}$$

E=tensão de excitação (A=terminal gerador)
 V=tensão (B=terminal receptor)
 X=impedância da linha elétrica de conexão (entre nós A-B)
 ω =variação angular (entre nós A-B)

Por outro lado, os torques de sincronização (T_s) podem ser descritos pela seguinte equação:

$$T_s = (dP/d\omega) = (E \cdot V / X) \cdot \cos(\omega)$$

Isto significa que, quanto maior tensão de excitação E (ou quanto maior o suporte de potência reativa da fonte geradora, para o mesmo valor de V e X), maior será a promoção dos torques de sincronismo (T_s), a serem fornecidos para o sistema elétrico, o que permite maior poder de transferência de potência (P), sem risco de "perda de sincronismo" entre pontos elétricos A e B.

3. COORDENAÇÃO ONS-COD



FIGURA 10 - Medição Potência Ativa UFVs Pirapora, 12/NOV-18/DEZ/2017 – Tempo (12hs).

Normalmente, a “RES” (energia eólica e solar) varia ao longo do tempo. Isto significa que a quantidade máxima e mínima de geração pode acontecer a qualquer hora do dia e há variações de potência rápidas e íngremes que dependem na maioria das situações nas condições meteorológicas. Em (8), são detalhadas propostas para obter melhores resultados na integração destas fontes de energia renováveis, considerando suas características em relação a ambos os Procedimentos de Rede e Regras de Mercado. Por outro lado, em (13) detalha-se os desafios futuros, para o Operador do Sistema (ONS e COD), em relação às mudanças que devem ser introduzidas em seus processos e ferramentas, na organização, operacional, observabilidade, controlabilidade, sustentabilidade, segurança e integridade, regulação técnica e comercial, entre outros aspectos que constituem suas atividades.

A coordenação de comunicação entre todas as partes do Sistema precisará ser diferente, com excelência e qualidade, capaz de transferir continuamente dados em tempo real em todos os momentos. O intercâmbio de informações e a coordenação de ações compartilhadas entre o ONS e COD são fundamentais, pois uma quantidade crescente e significativa de “RES” (principalmente solar) estará conectada na rede de distribuição, juntamente com redes inteligentes de distribuição. Os Serviços Ancilares, promovidos pelas UFVs, devem ser incluídos como importantes desafios para a coordenação ONS e COD a fim de garantir uma operação segura e confiável.

4. CONCLUSÕES e RECOMENDAÇÕES

Uma melhor compreensão das interações entre as UFVs e o sistema real foi realizada com sucesso. As topologias do sistema são usadas em conformidade com os recursos relevantes do sistema - transmissão e distribuição -. Modelos fotovoltaicos proprietários devem ser usados para representar fazendas solares centralizadas com controle de tensão e potência ativa/reativa. O comportamento em regime permanente/dinâmico e estável do sistema, incluindo os novos operadores, as instalações (UFVs), foram examinados, considerando diferentes níveis de penetração, por meio da compensação do fator de potência, operação “Q-at-Night”, estabilidade de tensão e análise no domínio do tempo. Apesar de os controles do inversor de UFVs não fornecerem amortecimento adicional, ficou provado que eles fornecem torques de sincronização como uma contribuição para operação e controle de estabilidade transitória.

No Brasil, ainda não há mercado financeiro para geração síncrona ou não-síncrona para recuperar custos na prestação de serviços ancilares. No entanto, uma série de requisitos técnicos, a fim de garantir sistemas seguros e confiáveis, foi estabelecida e incluída como parte do processo necessário para obter o documento intitulado

"Parecer de Acesso", aprovado pelo ONS. Com base neste órgão operador, as UFVs são obrigatoriamente instadas a prestar serviços ancilares, como condição "sine qua non" para a aprovação de seu "Parecer de Acesso", que constitui a autorização efetiva que permite a conexão das "RES-Renewable Energy Sources" ao Sistema Interligado Nacional.

Outra conclusão importante : no SIN, considerando as condições de operação sem as UFVs, observa-se que uma faixa mais ampla de potência reativa associada a outras usinas conectadas às redes é voltada para contingências (N-1). Isso chama a atenção para a condição de que as UFVs possam contribuir para o controle do perfil de tensão através do uso de seu fornecimento de corrente e capacidade de gerar potência reativa e fornecer controle em associação com inversores, em resposta às decisões decorrentes de estudos de modelagem e planejamento de cada sistema elétrico ou subsistema específico.

Para os estudos de Planejamento da Operação e Expansão, um grande impacto da introdução generalizada e sistemática de "UFVs", nos sistemas de potência existentes, advem de seu curto período de tempo para projetar, instalar e iniciar tornando a presença dessas um agente "ativo" do sistema elétrico. Isso provocará mudanças substanciais na operação/planejamento do sistema. Serviços Ancilares poderiam ser oferecidos em associação com as UFVs, de tal forma que elas possam vir a produzir benefícios e ganhos de desempenho, que sejam comparáveis aos FACTS e D-FACDS na opção de compensação ao controle de tensão estável e de estabilidade.

Por último, mas não menos importante, o aumento da complexidade e dos desafios, especificamente em grandes sistemas interconectados, com crescimento contínuo de geração e armazenamento distribuído, requer uma "profunda" reflexão sobre as transformações que a operação e planejamento do sistema de potência devem fazer para cumprir essa série contínua de novas realidades, desafios e oportunidades.

BIBLIOGRAFIA

- (1) BehnamTamimi, Claudio Canizares, Kankar Bhattacharya, "System Stability Impact of Large-scale and Distributed Solar Photovoltaic Generation : The Case of Ontario, Canada", IEEE Transactions on Sustainable Energy, November 2012.
- (2) Sergio L. A. Sardinha; Saulo J. N. Cisneiros; Manoel J. Botelho; Paulo Gomes; Dalton O. C. Brazil; Fabio C. Medeiros; André Bianco; Andre D. R. Medeiros; Paulo E. M. Quintão; Adriano A. Barbosa; Felipe R. Sobral, "Improvement of Technical Requirements for Connecting Wind Plants in the Brazilian Interconnected Power System", (Cigré Session Paris, France, 2016).
- (3) Saulo J. N. Cisneiros; Manoel J. Botelho; Dalton O. C. Brazil; Fabio C. Medeiros; Alécio B. Fernandes; Andre D. R. Medeiros; Sergio L. A. Sardinha; André Bianco, "New Challenges caused by The New Energy Sources in The Brazilian Power System", (Cigré Session, 2014).
- (4) R. C. Perez; G. C. Oliveira; M. V. Pereira; D. M. Falcão; F. Kreikebaum; S. M. Ramsay, "FACTS and D-FACTS : The Operational Flexibility Demanded by the Transmission Expansion Planning Task with Increasing RES", (Cigré Session Paris, France, 2014).
- (5) Oliveira, Sebastião E. M.; Valgas, Hélio M. - "Low Frequency Electromechanical Oscillation Damping Sensitivity in the Brazilian Interconnected System", (I SEPOPE–Aug, 1987–RJ, BR).
- (6) Gomes, Paulo; Zeni, Nelson; Martins, Nelson; Valgas, Hélio M. at all - "The Brazilian Experience on the Utilization of Stabilizing Signals for Damping Electromechanical Oscillations – Survey of Problems Found, Methods and Solutions Adopted and Recommendations", (CIGRÉ 1994 Session, 28 August-3 September-Paris).
- (7) Gomes, Paulo; Barbosa Martins, A. C.; Zeni, Nelson; Valgas, Helio; Martins, Nelson; Paiva, P.M.P.; Fassina Jr., M.; Adur, R.; Peixoto, C. A. O.; Badra, A. A.; Cavalcanti L. D.; Macedo, N. J. P.; Lombardi, F.; Ferreira V. F. C.; N., Pinto; H. J., Baran; I. S., Ferreira; S. T., Ura, "Technical Brochure : Guide to Specification of Excitation Systems – TF-BR C2-11", Cigré-Br, may 2011.
- (8) Saulo J. N. Cisneiros; Flávia M. C. Ferreira; Alessandra M. L. Barros, "Challenges and Measures to Integrate Renewable Energy Sources and Storage Means in the Brazilian Power System and Electricity Market", (Cigré Session Paris, France, 2018).
- (9) Network Analysis Program (ANAREDE) – V10.01.00 – User’s Manual – Cepel.
- (10) Electromechanical transients Program (ANATEM) – V10.05.04 – User’s Manual – Cepel.
- (11) "Modeling and Validation of the Solar Generator" – JORDÃO ENGENHARIA RL-CL191-02-16 – Brazil - REV. 02 DE 24/02/2016.
- (12) "Instructions for carrying out studies and measurements of Electrical Energy Quality (QEE) related to new access to the Basic Network for Wind Farms, Solar PV and Free Consumers - ONS - National System Operator - www.ons.org.br" - April 2016.
- (13) M. Power at all Members of WG C2.16, "Technical Brochure : Challenges in the Control Center (EMS) due to Distributed Generation and Renewables", (ELECTRA 294, October 2017).
- (14) Gama, P. H. R. P; Aoki, A.R.; Martins, Ciceli ;Vicentini, Helio. ; Souza, Marcio Eli.; "Technical Brochure :Photovoltaic Power Generation in Brazil – TF-BR C6-13", (Cigré-Br, sep 2013).



Engenheiro, (desde Júnior a Gerente de Departamento), CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais, período de 1981 a 1998, envolvido com sistemas de regulação de tensão/velocidade de geradores e compensadores síncronos e estáticos; gerência técnica e administrativa de atividades associadas aos fenômenos elétricos especiais afetos ao Planejamento da Operação do Sistema (Estabilidade, Pára-raios, Harmônicos, Automação, Manobras de Equipamentos, Registradores Digitais de Perturbação, estudos pré-operacionais, pré-comissionamento, comissionamento, de usinas); ENERGY CHOICE S/C – Engenharia e Representações Sócio-Diretor Técnico desde Janeiro/1999, com mais de uma centena de trabalhos de Consultoria Técnica Especializada para Agentes Públicos e Privados do Setor Elétrico Brasileiro.